

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Вторая модель – с сопротивлением пласта 50 Ом·м (аналог газонасыщенного интервала) мощностью 1 м, УЭС бурового раствора 2 Ом·м, ЗП соответствует предыдущей модели (мощность 0.4 м, УЭС 20 Ом·м, ДП 20), вмещающие породы с сопротивлением 3 Ом·м и ДП 30. На разность фаз смещение прибора влияния не оказывает, это обусловлено небольшой мощностью пласта (рис. 2). На диаграммах отношения амплитуд это влияние уже заметно, показания высокочастотного зонда (0.5 м) ниже на 0.01. В результате инверсии сигналов, рассчитанных по модели со смещенным прибором, значения УЭС в проницаемом пласте (9.5 Ом·м) и в ЗП (16.5 Ом·м) занижены, также увеличена мощность ЗП на 0.1 м. В результате введенных поправок значения трансформации как разности фаз, так и совместной, в кажущееся УЭС завышены примерно на 3 Ом·м для высокочастотного зонда. Это повлияло на параметры, полученные в результате инверсии – уменьшилась мощность ЗП на 0.1 м и увеличилось УЭС в ЗП, эти значения стали соответствовать параметрам исходной модели.

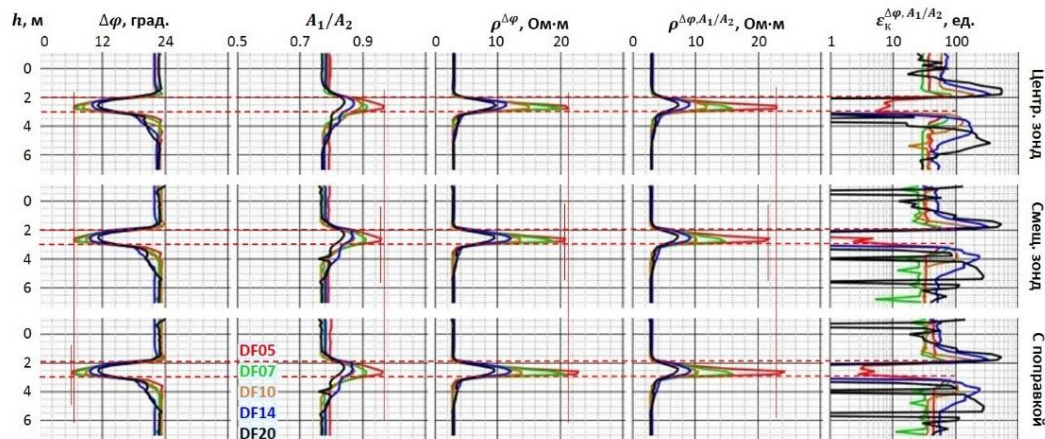


Рис. 2. Сигналы ВЭМКЗ в модели «скважина – зона проникновения – пласт во вмещающих» ($d_{ск} = 0.216$ м, $\rho_p = 2$ Ом·м, $\rho_{зп} = 20$ Ом·м, $\epsilon_{зп} = 20$, $h_{зп} = 0.4$ м, $\rho_{п} = 50$ Ом·м, $\epsilon_{п} = 1$, $h_{п} = 1$ м) и их трансформации в кажущееся сопротивление и кажущуюся относительную диэлектрическую проницаемость. Зонд расположен на оси скважины (вверху), зонд расположен на стенке скважины (по середине), в модель со смещенным зондом введена поправка за эксцентриситет (внизу). Легенду см. на рис. 1.

Выводы. В ходе исследования установлено, что смещение зонда на стенку скважины приводит к уменьшению значений трансформаций разности фаз и совместной трансформации разности фаз и отношения амплитуд в кажущееся УЭС, тем больше, чем выше рабочая частота зонда (меньше длина), что искажает мощность и УЭС зоны проникновения. При этом эксцентриситет прибора не оказывает значительного влияния на показания зондов с рабочей частотой 1.75-0.875 МГц.

Влияние эксцентриситета зонда на значения трансформации в кажущуюся ДП не приводит к значительному отличию от модельного значения ДП пласта.

Необходимо внесение поправок за эксцентриситет зонда не только в значения разности фаз, но и в отношение амплитуд, однако для проницаемых интервалов необходимо введение поправок, рассчитанных по модели с зоной проникновения.

Литература

1. Горбатенко А.А., Вологдин Ф.В., Сухорукова К.В. Моделирование влияния неровностей стенки скважины и эксцентриситета каротажного зонда на показания высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования в скважинах с высокопроводящим раствором // Каротажник. – 2013. – №2. – С. 54–64.
2. Сухорукова К.В., Литвиченко Д.А. Особенности трансформации сигналов электромагнитного каротажа в кажущуюся диэлектрическую проницаемость // Каротажник – 2017. – № 6. – С. 51–64
3. Эпов М.И., Сухорукова К.В. Электрические и электромагнитные каротажные зондирования в реалистичных моделях нефтегазовых коллекторов: численное моделирование и интерпретация // Геофизический журнал. – 2012. – № 4. – С. 5–15.
4. Эпов М.И., Шурина Э.П., Нечаев О.В. Прямое трехмерное моделирование векторного поля для задач электромагнитного каротажа // Геология и геофизика. – № 9. – Т. 48. – 2007. – С. 989–995.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОТЕРМИИ ПРИ ПОИСКАХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ПАЛЕОЗОЙСКОМ РЕЗЕРВУАРЕ (НА ПРИМЕРЕ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ) Т.Е. Лунёва

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Массовое открытие залежей нефти в доюрском фундаменте относят к середине 70-х годов прошлого столетия. Однако и до настоящего времени доюрский нефтегазоносный комплекс (НГК), относимый к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ), является одним из перспективных объектов воспроизводства и наращивания

ресурсной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [2]. Согласно стратегии поисков нефтеперспективных объектов в доюрском основании [1], основным критерием перспективности территории являются открытые здесь залежи в нижне-, среднеюрских отложениях и степень их освоения. Вторым критерием перспективности предусматривается развитие потенциально нефтематеринских нижнеюрских отложений, а степень перспективности участка определяется катагенетической зрелостью рассеянного органического вещества (РОВ) в них. В пределах Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее структур открыты месторождения углеводородов с залежами в нижней и средней юре. Кроме того, эти земли расположены в пределах основного нефтепромыслового района Томской области, который обладает развитой нефтегазовой инфраструктурой. Нижнеюрские нефтематеринские тогурские отложения, залегающие в наиболее погруженных частях Нюрольской мегавпадины, в Тамрадской впадине, достигают 140 м [3]. Уровень катагенеза ОВ варьирует от МК₁³ в центральной части территории исследования, постепенно уменьшаясь в радиальном направлении до градации МК₁¹ [5]. Таким образом, территория Нюрольской мегавпадины является перспективной для обнаружения ТРИЗ в доюрском фундаменте, а выполнение нефтегеологического моделирования, определяющего перспективность того или иного участка, является весьма актуальным исследованием.

Цель исследований – установить перспективы нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины по результатам палеотемпературного моделирования, с учетом качества коллектора и проявлений дизъюнктивной тектоники, а также определить первоочередные участки для постановки поисковых работ на доюрский НГК. Работа является примером практической реализации стратегии поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири [1].

Характеристика объекта исследований. В настоящей работе в качестве источника рассматривается тогурская свита, поэтому район исследований ограничивается территорией её распространения (рис. 1А). Палеозойские отложения характеризуются породами различного генезиса и литологического состава. Высокая вероятность образования коллектора свойственна карбонатным и магматическим породам, преимущественно кислого состава. Промежуточной группой являются глинисто-кремнистые и кремнистые сланцы метаморфического генезиса, в результате вторичных преобразований в которых могут образовываться коллекторы с благоприятными ФЕС. Магматические породы основного состава и глинисто-сланцевой формации с низкой вероятностью могут стать хорошими коллекторами.

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в доюрских коллекторах и районирование палеозойского резервуара. Выделение перспективных зон в палеозойском резервуаре производилось путем сопоставления зон распространения различных по качеству коллекторов, с распределением плотности тектонических нарушений и значений плотности генерации тогурских нефтей, выполненных ранее [4]. Вследствие чего были выделены три перспективные зоны и участки в них, которые в свою очередь проранжированы с учетом их площадей (рис. 1Б).

Зона 1 является наиболее перспективной. Внутри данной зоны выделено шесть участков. Высокая перспективность *участка 1.1* подтверждается наличием открытого нефтяного Среднеглуховского месторождения. Стоит отметить, что на Глуховской структуре в скважинах получены признаки УВ в керне. Скважиной Южно-Фестивальной 1 (рис. 1А, индекс скважины ЮФ-1п) вскрыты непроницаемые породы, при испытании которых притока не получено. Рассматриваемая скважина расположена на границе участка.

Перспективность *участка 1.2* подтверждается установленными проявлениями УВ на Тамбаевской площади, а также открытым газонефтяным Южно-Тамбаевским месторождением, а на Северо-Тамбаевской структуре получен приток воды с растворенным газом. На участках 1.3–1.6 на настоящий момент прямых признаков нефтенасыщения палеозойского разреза не известно.

Зона 2 приурочена к юго-восточному борту Нюрольской мегавпадины и примыкающей территории Чузикско-Чижанской мезоседловины. На территории донной зоны открыто несколько месторождений с залежами в пласте М₁ различного фазового состояния, которые подтверждают надежность выделения. Также на это указывают проведенные испытания с притоком УВ на Тамбаевской, Широтной, Восточно-Арчинской и Северо-Табганской площадях (рис. 1Б). А отсутствие притока по данным опробований скважин на таких структурах, как Нюльгинская, Смоляная, Чагвинская, (рис. 1А) свидетельствует о надежном проведении границ данной зоны.

Аналогичным образом проранжирована зона 3, которая разделена на три участка. *Участки 3.1 и 3.2* обладают наибольшей площадью, но не осложнены тектоническими нарушениями. На настоящий момент не установлены проявления УВ на данных территориях. Перспективность *участка 3.3*, расположенного в южном врезе Нюрольской мегавпадины, подтверждается испытаниями скважин на Среднеюлжавской, Северо-Юлжавской и Западно-Еллейской площадях. В скважинах Глухарина 1, Пуглалымская 86 и Поселковая 3 (рис. 1А, индекс скважин Глу-1, Пу-86, Пос-3), расположенных за пределами распространения тогурской свиты, получены притоки воды без признаков углеводородов, что согласуется с нашим прогнозом.

Заключение. Первоочередными участками для изучения и освоения резервуара коренного палеозоя являются земли южного борта Кулан-Игайской мезовпадины и зоны ее сочленения с Тамрадской мезовпадиной (900 км²), а также земли юго-восточного борта Нюрольской мегавпадины и примыкающие земли Чузикско-Чижанской мезоседловины (1200 км²). Сопоставление прогнозируемых перспективных районов доюрского НГК Нюрольской мегавпадины и результатов испытаний глубоких скважин показывает согласованность, порядка 60-70 %. Согласованность прогноза и выявленной нефтегазоносности палеозойских отложений аргументируют принятую концепцию миграции углеводородов, питающих резервуары, и полученные данные могут служить новыми поисковыми критериями залежей палеозойского резервуара.

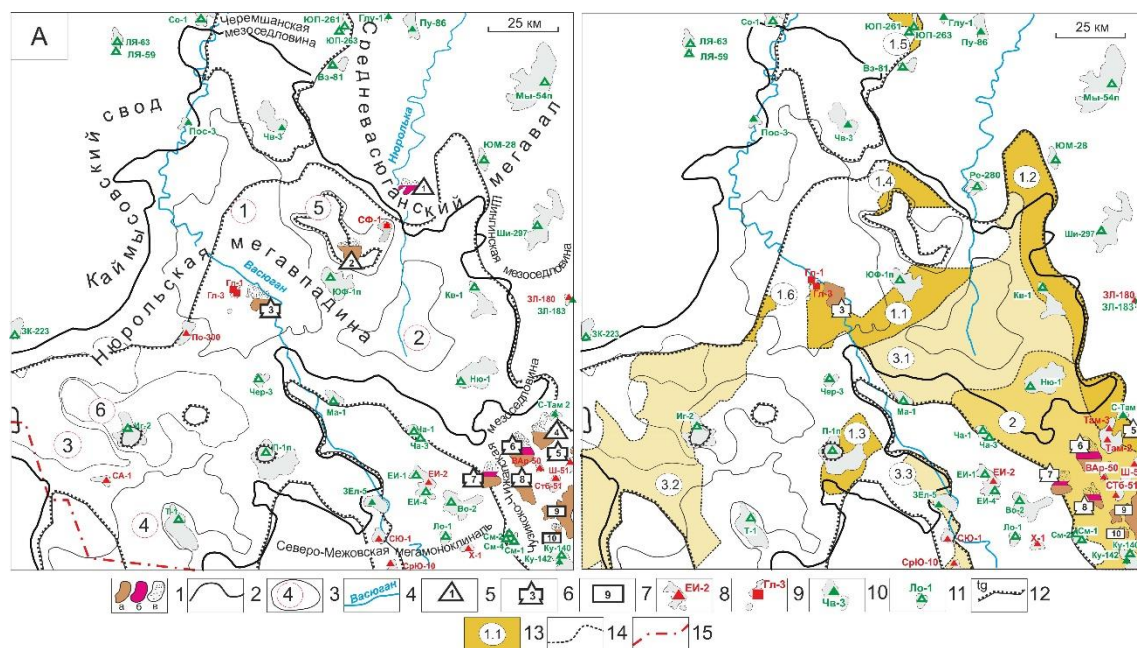


Рис. 1 Схематическая карта нефтегазоносности (А) на тектонической основе [4] и схема ранжирования участков для поисков залежей углеводородов в отложениях палеозоя (Б) Нюрольской мегавпадины: 1) месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2) граница Нюрольской мегавпадины; 3) структура III порядка и ее условный номер; 4) речная сеть; (5–7) – условный номер месторождения с залежами: 5) в коре выветривания: Речное (1), Фестивальное (2), Тамбаевское (4); 6) в палеозойском фундаменте и коре выветривания: Среднезлужовское (3), Южно-Тамбаевское (5), Урманское (6), Южно-Урманское (7), Арчинское (8); 7) в палеозойском фундаменте: Нижнетабаганское (9), Южно-Табганское (10); (8–11) – результаты исследования скважин и их условный индекс на карте: 8) УВ при испытании; 9) запах УВ в керне; 10) приток воды; 11) «сухо»; 12) границы зоны распространения тогурской свиты; 13) перспективный участок, номер ранжирования (интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности земель); 14) границы районов; 15) административная граница Томской области. Структуры: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осеовой прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие.

Литература

- Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.
- Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.
- Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
- Лобова Г.А., Власова А.В. Реконструкция геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрских и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8 – №2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf.
- Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – Vol. 50. – No. 11. – pp. 917–929

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Р.К. Мадиева

Научный руководитель д.т.н., проф. В.С.Портнов, д.г.-м.н., проф. В.И. Исаев
Карагандинский Государственный Технический Университет, г. Караганда, Казахстан

Горная порода является коллектором, если ее проницаемость позволяет извлечь достаточный объем жидких и газообразных полезных ископаемых при минимальных затратах средств [3].

Информация о коэффициенте проницаемости коллекторов необходима при построении фильтрационной модели месторождения.